

СКВАЖИННАЯ СТРУЙНАЯ УСТАНОВКА И СПОСОБ ЕЕ РАБОТЫ ПРИ КАРОТАЖЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Область применения

Изобретение относится к области насосной техники, преимущественно к скважинным струйным установкам для добычи нефти из скважин.

Предшествующий уровень техники

Известна скважинная струйная установка, включающая установленный в скважине на колонне насосно-компрессорных труб струйный насос и размещенный ниже струйного насоса перфоратор (SU 1146416 A1).

Из указанного выше источника известен способ работы скважинной струйной установки, включающий спуск в скважину колонны насосно-компрессорных труб со струйным насосом, пакером и перфоратором, размещение перфоратора против продуктивного пласта и подрыв перфоратора с последующей прокачкой жидкой рабочей среды через струйный насос.

Данная установка позволяет проводить перфорацию скважины и за счет этого интенсифицировать откачку из скважины различных добываемых сред, например, нефти.

Однако эта установка не позволяет проводить исследование прискважинной зоны пластов, что в ряде случаев приводит к снижению эффективности работ по интенсификации работы скважины из-за отсутствия информации о том, как работают перфорированные пласты. Таким образом, эффективность проводимой работы по дренированию скважины не дает ожидаемых результатов.

2

Наиболее близкой к изобретению по технической сущности и достигаемому результату в части установки является скважинная струйная установка, содержащая установленные на колонне насосно-компрессорных труб пакер с центральным каналом и струйный насос с активным соплом, камерой смешения и проходным каналом с посадочным местом для установки герметизирующего узла с осевым каналом, излучатель и приемник-преобразователь физических полей, размещенный в подпакерной зоне со стороны входа в струйный насос откачиваемой из скважины среды и установленный на каротажном кабеле, пропущенном через осевой канал герметизирующего узла, причем выход струйного насоса подключен к пространству, окружающему колонну труб, вход канала подвода откачиваемой среды струйного насоса подключен к внутренней полости колонны труб ниже герметизирующего узла, а вход канала подачи жидкой рабочей среды в активное сопло подключен к внутренней полости колонны труб выше герметизирующего узла (RU 2121610 C1).

Из этого же патента известен способ работы скважинной струйной установки, включающий установку на колонне насосно-компрессорных труб струйного насоса с проходным каналом и пакера, спуск этой сборки в скважину, распаковку пакера и создание необходимой депрессии в подпакерной зоне путем откачки струйным насосом жидкой среды из подпакерной зоны.

Известные скважинная струйная установка и способ ее работы позволяют проводить различные технологические операции в скважине ниже уровня установки струйного насоса, в том числе путем снижения перепада давлений над и под герметизирующим узлом.

Однако данная установка не позволяет в полной мере использовать ее возможности, поскольку она позволяет проводить исследование продуктивных пород только в стволах близких к вертикальным, что сужает область использования данных способа работы и скважинной струйной установки для его реализации. Кроме того, размеры струйного насоса не оптимизированы для проведения работ по исследованию скважин с открытым стволом при использовании струйного насоса совместно с автономными каротажными модулями.

10 ***Раскрытие изобретения***

Задачей, на решение которой направлено настоящее изобретение, является интенсификация работ по исследованию, испытанию и подготовке скважин в первую очередь скважин горизонтальных и большой кривизны, оптимизация расположения и размеров струйного насоса при его работе совместно с каротажным прибором и за счет этого повышение надежности работы скважинной струйной установки.

Указанная задача в части установки решается за счет того, что скважинная струйная установка содержит установленные на колонне насосно-компрессорных труб пакер, струйный насос, в корпусе которого размещены сопло и камера смешения с диффузором, а также выполнен ступенчатый проходной канал, и устанавливаемый в ступенчатом проходном канале герметизирующий узел с осевым каналом, при этом через осевой канал герметизирующего узла пропущена с возможностью осевого перемещения относительно герметизирующего узла гибкая труба, на нижнем конце которой установлен каротажный прибор для измерения физических величин,

4

например, удельного электрического сопротивления горных пород, а струйный насос установлен над продуктивными пластами скважины на расстоянии h , равном

$$h \geq \frac{P_{пл} - \Delta P}{g\sigma},$$

- 5 и выполнен со следующими соотношениями размеров: отношение диаметра $D_{кс}$ входного сечения камеры смешения к диаметру D_c выходного сечения сопла составляет от 1,1 до 2,4, отношение длины L_k камеры смешения к диаметру $D_{кс}$ входного сечения камеры смешения составляет от 3 до 7, отношение длины L_c сопла к диаметру D_c его выходного сечения составляет от 1 до 8, расстояние L от выходного сечения сопла до входного сечения камеры смешения составляет от 0,3 до 2 диаметров D_c выходного сечения сопла, а угол α наклона образующей диффузора к продольной оси диффузора составляет от 4° до 14° , где:

- 15 h - вертикальная составляющая расстояния от струйного насоса до подошвы продуктивных пластов, м;

$P_{пл}$ - пластовое давление, н/м²;

ΔP - максимально допустимая величина депрессии на продуктивный пласт, н/м²;

- 20 g - ускорение свободного падения, м/с²;

σ - плотность жидкости в скважине, кг/м³.

- Указанная задача в части установки решается также за счет того, что гибкая труба со стороны ее нижнего конца может быть выполнена с отверстиями в ее стенке, а внешний диаметр $D_{гт}$ гибкой трубы может составлять от внешнего диаметра D_r герметизирующего узла величину, равную: $D_{гт} \leq (0,3-0,7) D_r$.
- 25

5

Указанная задача в части способа решается за счет того, что в способе работы скважинной струйной установки, заключающемся в том, что спускают в скважину на насосно-компрессорных трубах струйный насос со ступенчатым проходным каналом в его корпусе и
5 расположенный ниже струйного насоса пакер с проходным каналом, при достижении заданной глубины производят распаковку пакера, причем последний устанавливают выше исследуемых продуктивных пластов, далее на пропущенной через герметизирующий узел гибкой трубе с перфорированным нижним участком опускают по колонне
10 труб и устанавливают в зоне продуктивных пластов расположенный на нижнем конце гибкой трубы каротажный прибор, при этом в процессе спуска в проходном канале струйного насоса устанавливают герметизирующий узел, а в стволе скважины посредством каротажного прибора производят регистрацию фоновых значений
15 физических параметров прискважинной зоны продуктивных пластов, потом подают в сопло струйного насоса жидкую рабочую среду, создавая в подпакерном пространстве скважины ряд различных по величине депрессий, и при каждой величине депрессии измеряют дебит скважины, после этого проводят замеры физических
20 параметров продуктивных пластов и поступающего в скважину пластового флюида, перемещая на гибкой трубе вдоль последних каротажный прибор, а после завершения замеров проводят подъем каротажного прибора на поверхность, а также депакерку пакера и осуществляют подъем колонны труб со струйным насосом и пакером.

25 Указанная задача в части способа решается также за счет того, что может быть проведено дополнительное исследование продуктивных пластов, для чего по гибкой трубе через ее

перфорированный нижний участок закачивают в скважину жидкость с аномальными физическими свойствами, например, с аномально высоким сечением захвата тепловых нейтронов или производят химическую обработку прискважинной зоны продуктивных пластов, задавливая химические реагенты в продуктивные пласты, после чего производят исследование продуктивных пластов, при этом исследования посредством каротажного прибора проводят как при работающем, так и при неработающем струйном насосе.

Анализ работы скважинной струйной установки показал, что надежность работы установки можно повысить как путем оптимизации последовательности действий при испытании и освоении скважин, в первую очередь с открытым и/или криволинейным стволом, так и путем более оптимального расположения в скважине струйного насоса и выполнения последнего со строго определенными размерами.

Было выявлено, что указанная выше последовательность действий позволяет наиболее эффективно использовать оборудование, которое установлено на колонне труб, при проведении работ по исследованию и испытанию продуктивных пластов горных пород, при этом созданы условия для получения полной и достоверной информации о состоянии продуктивных пластов. Путем создания ряда различных депрессий струйный насос создает в скважине заданные величины перепада давления, а с помощью каротажного прибора проводится исследование и испытание скважины. Одновременно предоставляется возможность контролировать величину депрессии путем управления скоростью прокачки жидкой рабочей среды. При проведении испытания пластов

можно регулировать режим откачки посредством изменения давления жидкой рабочей среды, подаваемой в сопло струйного насоса. Установка каротажного прибора на гибкой трубе, которая пропущена через герметизирующий узел с возможностью осевого перемещения

5 позволяет провести более качественную работу по исследованию скважины и подготовке ее к работе, а также позволяет без переустановки скважинной струйной установки произвести обработку скважины и подготовку ее к эксплуатации, что также позволяет ускорить и упростить процесс испытания и подготовки скважины к

10 работе. Таким образом, предлагаемые установка и способ ее работы позволяют проводить качественное исследование и испытание скважин после бурения, а также подготовки скважины к эксплуатации с проведением всестороннего исследования и испытания в различных режимах.

15 В ходе исследования было установлено, что для получения достоверной информации необходимо располагать струйный насос над пластами на определенной высоте. При этом возникла необходимость выполнения струйного насоса с определенными соотношениями размеров для согласования работы струйного насоса

20 с работой каротажного прибора. Только в этом случае удалось добиться получения исчерпывающей объективной информации о состоянии продуктивных пород пластов.

Таким образом, указанная выше совокупность взаимозависимых параметров и последовательности действий обеспечивает решение

25 поставленной в изобретении задачи – интенсификации работ по исследованию и испытанию скважин с криволинейным, в том числе открытым стволом, а также оптимизации расположения и размеров

струйного насоса при его работе совместно с каротажным прибором и за счет этого повышения надежности работы скважинной струйной установки.

Краткое описание чертежей

5 На фиг. 1 представлен продольный разрез предлагаемой установки.

На фиг.2 представлен увеличен вид I на фиг.1.

Лучший вариант осуществления изобретения

Предлагаемая скважинная струйная установка для
10 осуществления описываемого способа содержит установленные на колонне насосно-компрессорных труб 1 пакер 2, струйный насос 3, в корпусе 4 которого размещены сопло 5 и камера смешения 6 с диффузором 7, а также выполнен ступенчатый проходной канал 8. В ступенчатом проходном канале 8 установлен герметизирующий узел
15 9. Ниже пакера 2 на гибкой трубе 10 установлен каротажный прибор 11 для измерения физических величин, например, удельного электрического сопротивления горных пород. Струйный насос 3 устанавливают в скважине над продуктивными пластами на расстоянии h , равном

20
$$h \geq \frac{P_{пл} - \Delta P}{g\sigma}, \text{ где:}$$

h - вертикальная составляющая расстояния от струйного насоса до подошвы интервала продуктивных пластов, м;

$P_{пл}$ — пластовое давление, н/м²;

ΔP — максимально допустимая величина депрессии на продуктивный
25 пласт, н/м²;

9

g - ускорение свободного падения, m/c^2 ;

σ - плотность жидкости в скважине, kg/m^3 .

Кроме того, струйный насос 3 выполнен со следующими соотношениями размеров: отношение диаметра D_{kc} входного сечения камеры смешения 6 к диаметру D_c выходного сечения сопла 5 составляет от 1,1 до 2,4, отношение длины L_k камеры смешения 6 к диаметру D_{kc} входного сечения камеры смешения 6 составляет от 3 до 7, отношение длины L_c сопла 5 к диаметру D_c его выходного сечения составляет от 1 до 8, расстояние L от выходного сечения сопла 5 до входного сечения камеры смешения 6 составляет от 0,3 до 2 диаметров D_c выходного сечения сопла 5, а угол α наклона образующей диффузора 7 к продольной оси диффузора 7 составляет от 4° до 14° . Со стороны выхода из струйного насоса 3 может быть установлена защитная направляющая втулка 12, которая предотвращает повреждение каротажного прибора 11 и струйного насоса 3 в процессе спуска каротажного прибора 11 в результате удара последнего о стенки канала на выходе из струйного насоса 3.

Гибкая труба 10 со стороны ее нижнего конца может быть выполнена с отверстиями 13 в ее стенке, а внешний диаметр $D_{гт}$ гибкой трубы 10 составляет от внешнего диаметра D_r герметизирующего узла 9 величину, равную: $D_{гт} \leq (0,3-0,7) D_r$.

Предлагаемый способ работы скважинной струйной установки осуществляют следующим образом.

В скважину спускают на насосно-компрессорных трубах 1 струйный насос 3 со ступенчатым проходным каналом 8 в его корпусе 4, расположенный ниже струйного насоса 3 пакер 2 с проходным каналом. При достижении заданной глубины производят

10

распакеровку пакера 2, причем последний устанавливают выше исследуемых продуктивных пластов. Далее на пропущенной через герметизирующий узел 9 гибкой трубе 10 с перфорированным нижним участком опускают по колонне труб 1 и устанавливают в зоне продуктивных пластов расположенный на нижнем конце гибкой трубы 10 каротажный прибор 11. В процессе спуска в проходном канале 8 струйного насоса 3 устанавливают герметизирующий узел 9, в зоне продуктивного пласта посредством каротажного прибора 11 производят регистрацию фоновых значений физических параметров продуктивных пластов. При этом гибкая труба 10 позволяет расположить каротажный прибор 11 в зоне продуктивных пластов независимо от того в прямолинейной или криволинейной скважине они находятся. Далее подают в сопло 5 струйного насоса 3 жидкую рабочую среду, создавая в подпакерном пространстве скважины ряд различных по величине депрессий. При каждой величине депрессии измеряют дебит скважины, после этого проводят замеры геофизических параметров продуктивных пластов, перемещая на гибкой трубе 10 вдоль последних каротажный прибор 11. После завершения замеров проводят подъем гибкой трубы 10 с каротажным прибором 11 и герметизирующим узлом 9.

Если возникает необходимость, то проводят дополнительное исследование продуктивных пластов, для чего по гибкой трубе 10 через отверстия 13 ее перфорированного нижнего участка закачивают в скважину жидкость 14 с аномальными физическими свойствами, например, с аномально высоким сечением захвата тепловых нейтронов, или производят химическую обработку прискважинной зоны продуктивных пластов, задавливая химические реагенты в

11

продуктивные пласты, после чего производят исследование продуктивных пластов. Исследования посредством каротажного прибора проводят как при работающем, так и при неработающем струйном насосе 3.

5

Промышленная применимость

Настоящее изобретение может найти применение в нефтедобывающей промышленности при испытании и освоении скважин, а также в других отраслях промышленности где производится добыча различных сред из скважин.

10

Формула изобретения

1. Скважинная струйная установка, содержащая установленные
5 на колонне насосно-компрессорных труб пакер, струйный насос, в
корпусе которого размещены сопло и камера смешения с
диффузором, а также выполнен ступенчатый проходной канал, и
устанавливаемый в ступенчатом проходном канале герметизирующий
узел с осевым каналом, при этом через осевой канал
10 герметизирующего узла пропущена с возможностью осевого
перемещения относительно герметизирующего узла гибкая труба, на
нижнем конце которой установлен каротажный прибор для измерения
физических величин, например, удельного электрического
сопротивления горных пород, а струйный насос установлен над
15 продуктивными пластами скважины на расстоянии h , равном

$$h \geq \frac{P_{па} - \Delta P}{g\sigma},$$

и выполнен со следующими соотношениями размеров: отношение
диаметра $D_{кс}$ входного сечения камеры смешения к диаметру D_c
выходного сечения сопла составляет от 1,1 до 2,4, отношение длины
20 L_k камеры смешения к диаметру $D_{кс}$ входного сечения камеры
смешения составляет от 3 до 7, отношение длины L_c сопла к диаметру
 D_c его выходного сечения составляет от 1 до 8, расстояние L от
выходного сечения сопла до входного сечения камеры смешения
составляет от 0,3 до 2 диаметров D_c выходного сечения сопла, а угол
25 α наклона образующей диффузора к продольной оси диффузора
составляет от 4° до 14° , где:

h - вертикальная составляющая расстояния от струйного насоса до подошвы продуктивных пластов, м;

$P_{пл}$ – пластовое давление, $н/м^2$;

5 ΔP – максимально допустимая величина депрессии на продуктивный пласт, $н/м^2$;

g - ускорение свободного падения, $м/с^2$;

σ - плотность жидкости в скважине, $кг/м^3$.

2.Скважинная струйная установка по п.1, отличающаяся тем, что гибкая труба со стороны ее нижнего конца выполнена с
10 отверстиями в ее стенке.

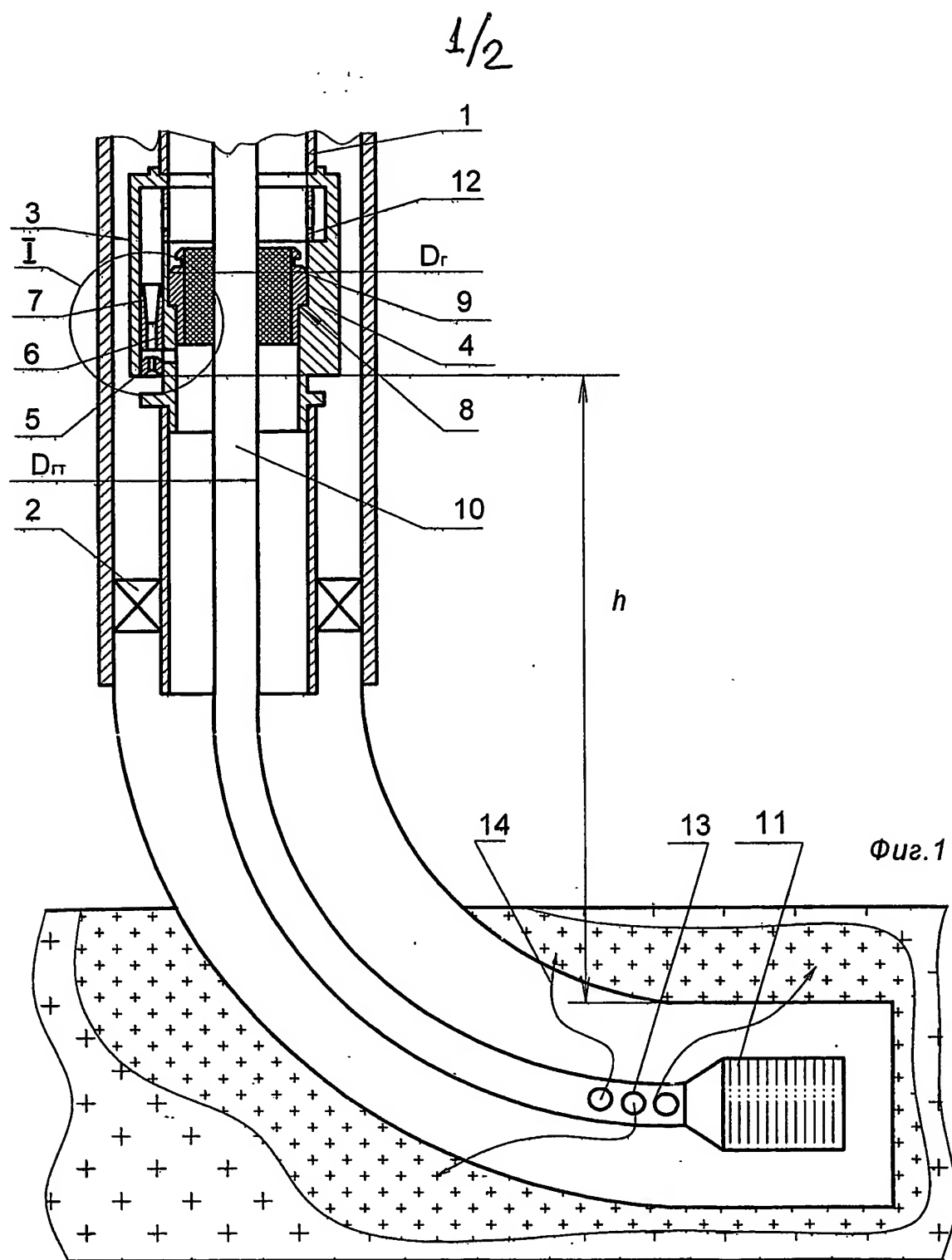
3.Скважинная струйная установка по п.1, отличающаяся тем, что внешний диаметр $D_{гт}$ гибкой трубы составляет от внешнего диаметра D_r герметизирующего узла величину, равную: $D_{гт} \leq (0,3-0,7) D_r$.

15 4.Способ работы скважинной струйной установки, заключающийся в том, что спускают в скважину на насосно-компрессорных трубах струйный насос со ступенчатым проходным каналом в его корпусе и расположенный ниже струйного насоса пакер с проходным каналом, при достижении заданной глубины производят
20 распакеровку пакера, причем последний устанавливают выше исследуемых продуктивных пластов, далее на пропущенной через герметизирующий узел гибкой трубе с перфорированным нижним участком опускают по колонне труб и устанавливают в зоне продуктивных пластов расположенный на нижнем конце гибкой
25 трубы каротажный прибор, при этом в процессе спуска в проходном канале струйного насоса устанавливают герметизирующий узел, а в стволе скважины посредством каротажного прибора производят

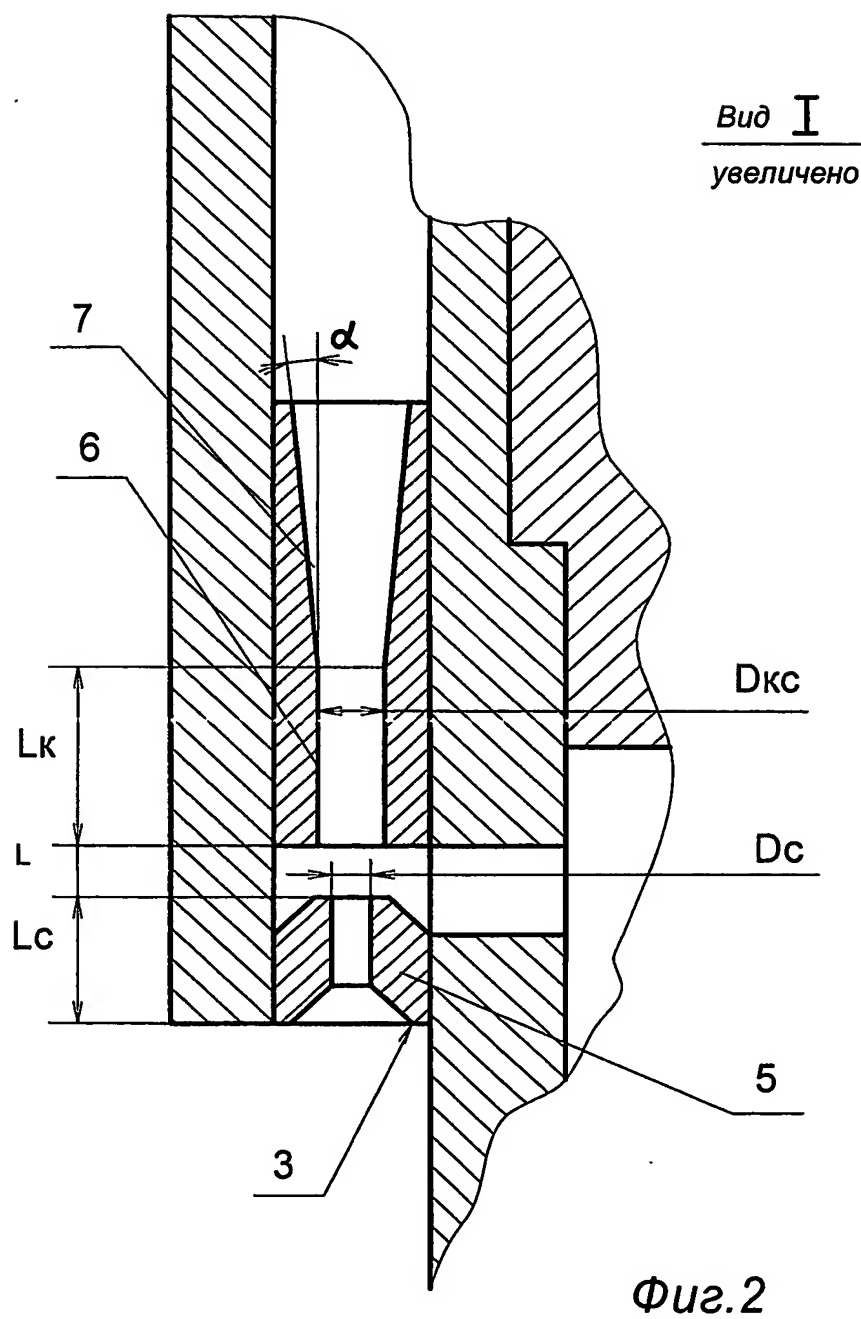
регистрацию фоновых значений физических параметров продуктивных пластов, потом подают в сопло струйного насоса жидкую рабочую среду, создавая в подпакерном пространстве скважины ряд различных по величине депрессий, и при каждой
5 величине депрессии измеряют дебит скважины, после этого проводят замеры физических параметров продуктивных пластов и поступающего в скважину пластового флюида, перемещая на гибкой трубе вдоль последних каротажный прибор, а после завершения замеров проводят подъем каротажного прибора на поверхность, а
10 также депакеровку пакера и осуществляют подъем колонны труб со струйным насосом и пакером.

5. Способ работы по п.4, отличающийся тем, что проводят дополнительное исследование продуктивных пластов, для чего по гибкой трубе через ее перфорированный нижний участок закачивают
15 в скважину жидкость с аномальными физическими свойствами, например, с аномально высоким сечением захвата тепловых нейтронов или производят химическую обработку прискважинной зоны продуктивных пластов, задавливая химические реагенты в продуктивные пласты, после чего производят исследование
20 продуктивных пластов.

6. Способ работы по п.4, отличающийся тем, что исследования посредством каротажного прибора проводят как при работающем, так и при неработающем струйном насосе.



2/2



INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.
PCT/RU 2004/000239

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER

F04F 5/54

According to International Patent Classification (IPC) or to both national classification and IPC

B. FIELDS SEARCHED

Minimum documentation searched (classification system followed by classification symbols)

F04F 5/00-5/04, E21B 43/00, 43/11, 43/116, 43/25, 43/26, 43/27, 47/00, 49/00

Documentation searched other than minimum documentation to the extent that such documents are included in the fields searched

Electronic data base consulted during the international search (name of data base and, where practicable, search terms used)

C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT

Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
A	RU 2121610 C1 (KHOMINETS ZINOVY DMITRIEVICH) 10.11.1998	1-6
A	SU 1146416 A (IVANO-FRANKOVSKÝ INSTITUT NEFTI I GAZA) 23.03.1985	1-6
A	RU 2059891 C1 (IVANO-FRANKOVSKY INSTITUT NEFTI I GAZA) 10.05.1996	1-6
A	US 4744730 A (GEORGE K. ROEDER) 17.05.1988	1-6
A	US 4293283 A (GEORGE K. ROEDER) 06.10.1981	1-6

☐ Further documents are listed in the continuation of Box C.

☐ See patent family annex.

* Special categories of cited documents:

"A" document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance

"E" earlier document but published on or after the international filing date

"L" document which may throw doubts on priority claim(s) or which is cited to establish the publication date of another citation or other special reason (as specified)

"O" document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means

"P" document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed

"T" later document published after the international filing date or priority date and not in conflict with the application but cited to understand the principle or theory underlying the invention

"X" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered novel or cannot be considered to involve an inventive step when the document is taken alone

"Y" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered to involve an inventive step when the document is combined with one or more other such documents, such combination being obvious to a person skilled in the art

"&" document member of the same patent family

Date of the actual completion of the international search

01 September 2004 (01.09.2004)

Date of mailing of the international search report

09 September 2004 (09.09.2004)

Name and mailing address of the ISA/

Authorized officer

Facsimile No.

Telephone No.

ОТЧЕТ О МЕЖДУНАРОДНОМ ПОИСКЕ

Международная заявка №
PCT/RU 2004/000239

А. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРЕДМЕТА ИЗОБРЕТЕНИЯ:

F04F 5/54

Согласно международной патентной классификации (МПК-7)

В. ОБЛАСТИ ПОИСКА:

Проверенный минимум документации (система классификации и индексы) МПК-7:

F04F 5/00-5/04, E21B 43/00, 43/11, 43/116, 43/25, 43/26, 43/27, 47/00, 49/00

Другая проверенная документация в той мере, в какой она включена в поисковые подборки:

Электронная база данных, использовавшаяся при поиске (название базы и, если, возможно, поисковые термины):

С. ДОКУМЕНТЫ, СЧИТАЮЩИЕСЯ РЕЛЕВАНТНЫМИ:

Категория*	Ссылки на документы с указанием, где это возможно, релевантных частей	Относится к пункту №
A	RU 2121610 C1 (ХОМИНЕЦ ЗИНОВИЙ ДМИТРИЕВИЧ) 10.11.1998	1-6
A	SU 1146416 A (ИВАНО-ФРАНКОВСКИЙ ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА) 23.03.1985	1-6
A	RU 2059891 C1 (ИВАНО-ФРАНКОВСКИЙ ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА) 10.05.1996	1-6
A	US 4744730 A (GEORGE K. ROEDER) 17.05.1988	1-6
A	US 4293283 A (GEORGE K. ROEDER) 06.10.1981	1-6

Последующие документы указаны в продолжении графы С.

данные о патентах-аналогах указаны в приложении

* Особые категории ссылок документов:

A документ, определяющий общий уровень техники

E более ранний документ или патент, но опубликованный на дату международной подачи или после нее

O документ, относящийся к устному раскрытию, экспонированию и т.д.

P документ, опубликованный до даты международной подачи, но после даты испрашиваемого приоритета и т.д.

T более поздний документ, опубликованный после даты приоритета и приведенный для понимания изобретения

X документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска, порочащий новизну и изобретательский уровень

Y документ, порочащий изобретательский уровень в сочетании с одним или несколькими документами той же категории

& документ, являющийся патентом-аналогом

Дата действительного завершения международного поиска: 01 сентября 2004 (01.09.2004)

Дата отправки настоящего отчета о международном поиске: 09 сентября 2004 (09.09.2004)

Наименование и адрес Международного поискового органа
Федеральный институт промышленной собственности

РФ, 123995, Москва, Г-59, ГСП-5, Бережковская наб., 30,1 Факс: 243-3337, телетайп: 114818 ПОДАЧА

Уполномоченное лицо:

С. Анисимов

Телефон № 240-25-91

Форма PCT/ISA/210 (второй лист)(январь 2004)

BEST AVAILABLE COPY